



Pengujian Slim-tube untuk Memperkirakan Minimum Miscible Pressure pada Studi CO₂ Enhanced Oil Recovery

IGS Budiaman¹⁾ & ^{2)*}, Mastur Efendi²⁾, Victor Sitompul²⁾, Denie Winata²⁾, Rian Apriandi²⁾, Irma Primasari²⁾.

- 1) Program Studi Teknik Kimia FTI UPN "Veteran" Yogyakarta, Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur, Yogyakarta 55283
- 2) Upstream Technology Center PT Pertamina (Persero), Jl. Medan Merdeka Timur No. 6 Jakarta Pusat, 10110

E-mail: igusti_sb@upnyk.ac.id dan mk.budi.budiaman@pertamina.com.

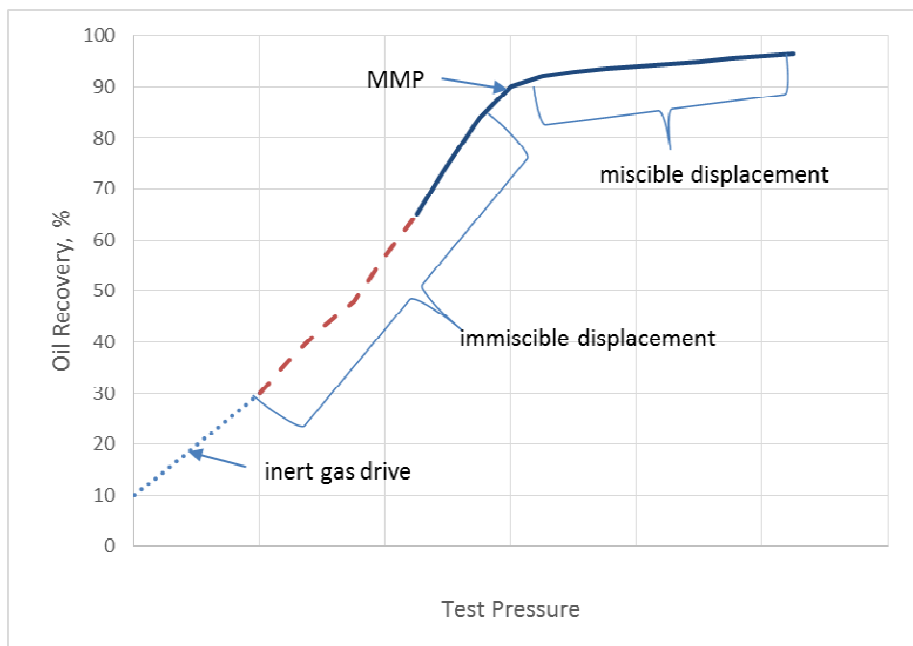
Abstract

Implementation of enhanced oil recovery (EOR) using carbon dioxide (CO₂) to increase oil recovery has been widely implemented in the world, but in Indonesia, especially in Pertamina is still in the feasibility study stage. One of the parameters is very important in supporting the successful implementation of CO₂ EOR is the thermodynamic properties in the form of minimum miscible pressure (MMP). Considering Indonesia is a tropical country and the oil reservoir is relatively deep, so that the temperature of the reservoir is relatively high which would provide great value of MMP and will have an impact on the oil recovery factor ability. MMP testing is very important to be done in the laboratory using the slim-tube. On the condition of CO₂ MMP initially is being mixed with short to medium-chain hydrocarbons in the reservoir, then further with heavier hydrocarbons. Mixing CO₂ into oil will lead to occurrence of oil volume swelling and decrease its viscosity. The phenomenon of swelling volume of oil in the reservoir may lead to increased capillary pressure so that the oil is easier to flow. While the decline in oil viscosity increases mobility of oil or in other words will lower the water-oil mobility ratio. Decreased mobility ratio of the water-oil may increase oil reserves that can be produced. Based on the slim-tube experiments in the laboratory using a sample of oil field "X" Pertamina at a temperature of 260°F, the MMP is estimated about 3000 psi.

Keywords: slim-tube, EOR, CO₂, MMP

Pendahuluan

Pemungutan minyak terpacu yang dikenal dengan enhanced oil recovery merupakan metode pengurasan minyak bumi dari dalam reservoir menggunakan energi/ material dari luar reservoir. Metode ini umumnya diterapkan setelah proses primer maupun sekunder tidak mampu lagi memproduksi minyak pada batas keekonomiannya. CO₂ EOR dapat digolongkan ke dalam 2 kriteria proses yaitu miscible dan immiscible. Untuk mendapatkan recovery factor yang besar, maka diharapkan prosesnya dapat dilakukan secara miscible dimana CO₂ lebih banyak dapat tercampur dengan minyak reservoir. Pencampuran CO₂ kedalam minyak akan mengakibatkan volume minyak mengalami swelling dan penurunan viskositasnya juga menurun. Akibat timbulnya keadaan swelling akan terjadi peningkatan tekanan kapiler yang menyebabkan minyak dapat mengalir. Disamping itu turunnya viskositas minyak mengakibatkan mobilitas minyak meningkat. Peningkatan tekanan kapiler dan penurunan mobilitas rasio air-minyak berakibat pada penurunan saturasi minyak residual (S_{or}). Penurunan S_{or} berarti meningkatnya cadangan minyak yang dapat diambil sekaligus dapat meningkatkan recovery factor minyak. Secara mendasar MMP dapat diketahui dari percobaan di laboratorium menggunakan peralatan standar slim-tube dengan memvariasikan tekanan injeksi gas CO₂ pada berbagai variasi tekanan. Jumlah CO₂ yang diinjeksikan sekitar 1,2 *hydrocarbon pore volume* (HCPV) slim-tube pada kondisi reservoir. Berdasarkan korelasi persen recovery minyak terhadap tekanan rerata dapat diprediksi kondisi MMP disekitar titik optimum kurva berdasarkan perpotongan slope daerah immiscible dan miscible pada suhu tertentu dengan recovery minyak ≥90% seperti terlihat pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Pengaruh tekanan pada recovery minyak dengan injeksi CO₂ dalam slim-tube.

Menurut Erwinsyah, 2012 dikatakan bahwa telah berhasil diimplementasikan sekitar 136 proyek CO₂ EOR di 5 negara antara lain di Amerika Serikat (121 proyek: 112 *miscible* dan 9 *immiscible*), Canada (6 proyek: semua *miscible*), Trinidad (5 proyek: semua *immiscible*), Brazil (3 proyek: 2 *miscible* dan 1 *immiscible*), dan Turkey (1 proyek: *immiscible*). Melihat kondisi kritis CO₂ pada tekanan 73 atm (1073 psi) dan suhu 31 °C, sementara suhu reservoir di Indonesia relatif tinggi, sehingga kemungkinan besar kondisi *miscible* akan dicapai pada tekanan tinggi. Pada tekanan tinggi gas CO₂ dapat bersifat sebagai *solvent* yang berarti sebagian minyak ringan dapat terekstrak ke fase gas dan terproduksi. Studi untuk prediksi MMP telah banyak dilakukan oleh peneliti terdahulu seperti Bui, dkk., 2010, Holtz, dkk., 2005, Mungan, 1981, dan Yuan, dkk., 2005.

Berdasarkan hasil *screening* kecocokan metode EOR pada lapangan minyak Pertamina menggunakan *software screening EOR-UTC* Pertamina, terdapat beberapa lapangan yang cocok menggunakan CO₂ sebagai media EOR. Salah satu lapangan tersebut adalah lapangan "X" dengan tekanan saat ini 2697 psig dan suhu 260 °F. Berdasarkan studi geologi, geofisika, dan reservoir (GGR) tahun 2009-2010 lapangan "X" diketahui mempunyai *initial oil in place* (IOIP) sebesar 229 MMSTB. Produksi minyak kumulatif sampai Januari 2013 sebesar 80.6 MMSTB, sehingga masih terdapat sisa minyak dalam reservoir sekitar 65% dan sangat potensial dilakukan studi EOR.

Metodologi

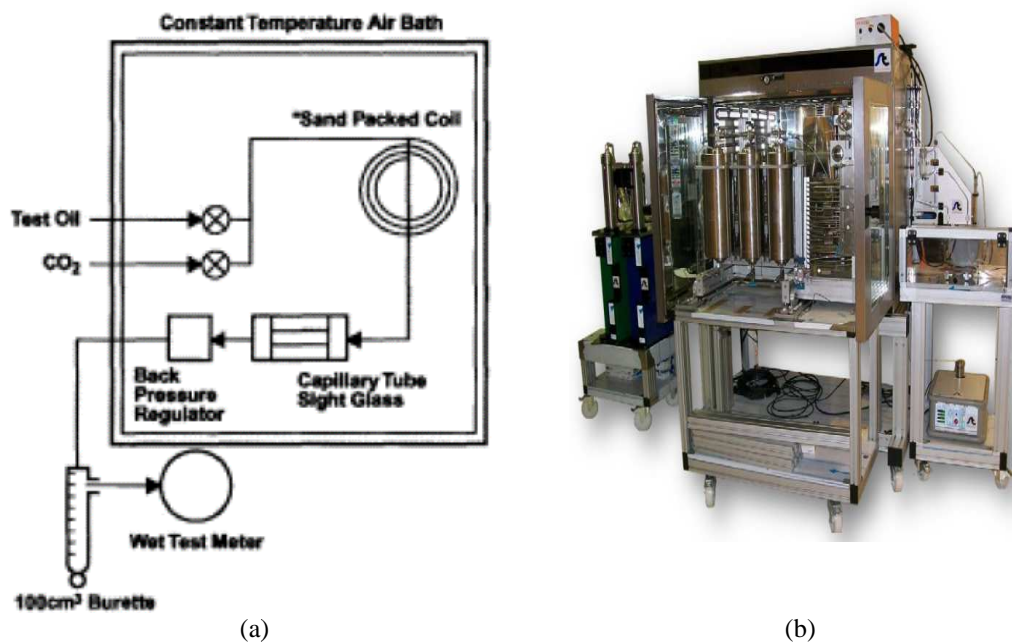
Percobaan *slim-tube* dilakukan di laboratorium EOR Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) Lemigas Jakarta.

Peralatan *slim-tube*:

Rangkaian peralatan pengujian *slim-tube* disajikan dalam bentuk skema dan foto dengan dimensi peralatan panjang pipa: 60 feet, diameter luar: 1/4 inch, diameter dalam: 1/7 inch, material: *stainless steel*, dan media berpori: *calibrated* silika dengan ukuran 230-310 µm dapat dilihat pada **Gambar 2**.

Deskripsi percobaan:

Percobaan dilaksanakan pada suhu reservoir lapangan "X" 260 °F dengan memvariasikan tekanan *slim-tube* mulai tekanan di sekitar titik didih sampai tekanan tertentu dibawah titik rengkah batuan. Adapun variasi tekanan di rancang di sekitar 2500 psig, 2700 psig, 3000 psig, dan 3200 psig adalah tekanan rata-rata yang diukur pada ujung injeksi dan produksi *slim-tube*. Minyak yang digunakan dalam percobaan diambil dari *reservoir* lapangan "X" dengan komposisi sama (*life oil*). Selama pengujian berlangsung secara periodik dilakukan pencatatan meliputi: kecepatan injeksi gas CO₂, tekanan injeksi, tekanan produksi, dan minyak yang terproduksi pada kondisi standar 1 atm dan 60 °F. Percobaan dihentikan saat dicapai total injeksi CO₂ mencapai 1,2 HCPV.



Gambar 2. Skema(a) dan Foto(b) Peralatan Slim-tube

Spesifikasi *crude oil reservoir* lapangan "X"

Pengambilan sampel untuk percobaan dilakukan oleh tenaga profesional dari Lemigas menggunakan peralatan dan botol sampling standar bertekanan. Sampel diambil di dua tempat yaitu di separator dan di *bottom hole*. Semua percobaan dilakukan menggunakan sampel minyak dengan komposisi sesuai minyak di *reservoir (bottom hole fluid samples)* disajikan dalam Tabel 1 dan Tabel 2.

Tabel 1. Kondisi sampling fluida reservoir dari lapangan reservoir "X"

Bottle No.	Transfer Cond.		Lab. Opening Cond.		Reservoir Cond.		Saturation Press.	
	Press. (Psig)	Temp. (°F)	Press. (Psig)	Temp. (°F)	Press. (Psig)	Temp. (°F)	Press. (Psig)	Temp. (°F)
821205	5000	90	4500	72	2696.92	260	2440	260

Tabel 2. Komposisi minyak di *reservoir* lapangan "X"

Component		Mole Percent	Weight Percent
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	0.2319	0.1028
Carbon Dioxide	CO ₂	23.5836	13.5006
Nitrogen	N ₂	0.1121	0.0408
Methane	C ₁	22.2354	4.64
Ethane	C ₂	3.0437	1.1905
Propane	C ₃	3.5124	2.0147
Iso-Butane	i-C ₄	1.6136	1.2199
n-Butane	n-C ₄	3.0874	2.3342
Iso-Pentane	i-C ₅	2.3715	2.2257
n-Pentane	n-C ₅	2.6808	2.5159
Hexanes	C ₆	4.5181	5.0646
Heptanes Plus	C ₇₊	33.0095	65.1503
Total		100	100

Sifat-sifat heptanes plus:

Specific Gravity @ 60/60 °F: 0,8386

Molecular Weight: 151,74

Hasil dan Pembahasan

Penentuan titik MMP pada implementasi CO₂ EOR dengan metode *slime-tube* harus didukung data pengujian PVT untuk memperkirakan wilayah pengujian tekanan yang sebaiknya dilakukan. Data hasil percobaan berupa *recovery* minyak pada berbagai waktu injeksi gas CO₂ pada berbagai tekanan dan pada suhu *reservoir* lapangan "X", selanjutnya dilakukan pengolahan sampai diperoleh data akhir seperti disajikan dalam Tabel 3, Gambar 3, dan Gambar 4.

Tabel 3. Hubungan tekanan pengujian terhadap *oil recovery*

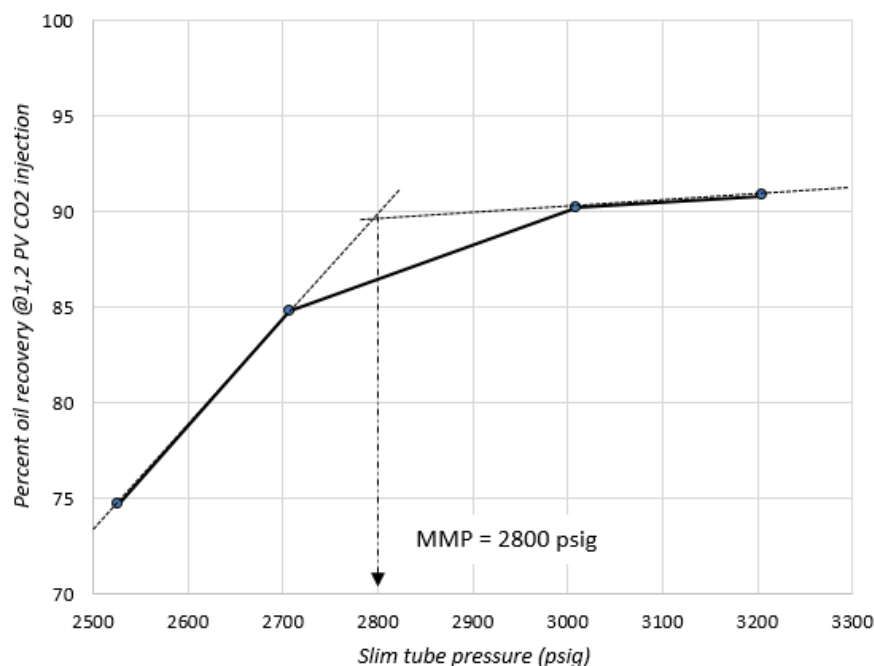
Suhu: 260 °F

Kecepatan injeksi gas CO₂: 0,3 ml/ detik

Ekspansi volume CO₂ pada kondisi *reservoir*: 1,060041

Dead volume: 14,1 ml

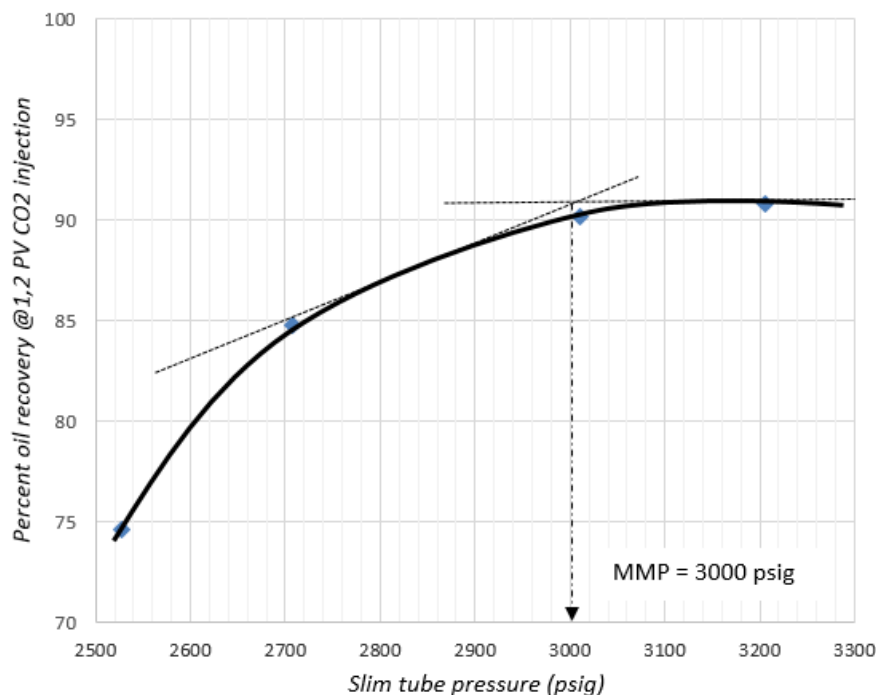
No. Percobaan	Pore Volume (cc)	Bo (RB/ STB)	Tekanan rerata (psig)	Oil Recovery (%)
1	160.9	1.5760	3206	90.84
2	160.3	1.5820	3010	90.19
3	159.4	1.5910	2707	84.79
4	158.8	1.5970	2527	74.67



Gambar 3. Tekanan pengujian versus persen *recovery* pada 1,2 HCPV injeksi CO₂

Oil formation volume factor (Bo) merupakan rasio volume minyak pada kondisi *reservoir* terhadap volume minyak pada keadaan standar (*stock tank*). Nilai Bo relative besar disebabkan oleh komposisi gas pada minyak mentah relative besar sekitar 57%, juga dipengaruhi secara linear oleh perubahan tekanan seperti terlihat dalam Tabel 3. Data tekanan rerata selanjutnya diplotkan dalam grafik seperti terlihat dalam Gambar 3 dan Gambar 4. Berdasarkan pendekatan korelasi yang disajikan pada Gambar 3 terlihat titik MMP terjadi pada tekanan sekitar 2800 psig. Namun kondisi ini agak menyimpang karena *recovery* minyak pada 2800 psig berada di bawah 90% dan masih terjadi kenaikan *recovery* minyak pada kenaikan tekanan sehingga kondisi MMP belum dicapai. Selanjutnya dengan data yang sama dicoba dibuat kurva dengan menarik perpotongan *slope* pada fase *immiscible* dengan *slope* fase *miscible*, diperoleh MMP pada kisaran 3000 psig seperti terlihat pada Gambar 4. Jadi tekanan *reservoir* dimana gas CO₂ dapat terlarut dalam minyak pada suhu *reservoir* terjadi mulai tekanan 3000 psig sampai tekanan di

bawah tekanan rengkah merupakan daerah *miscible*, dimana gas CO₂ dan minyak dapat tercampur dengan baik. Mengingat kondisi reservoir yang mempunyai suhu 260 °F dan tekanan yang masih relative tinggi sekitar 2600 psig sangat menarik untuk segera dilakukan injeksi gas CO₂ EOR. Pada kondisi *miscible* sangat memungkinkan dapat diperoleh *recovery factor* terbesar.



Gambar 4. Tekanan pengujian terhadap persen *recovery* pada 1,2 HCPV injeksi CO₂

Kesimpulan

Berdasarkan percobaan dan pengolahan data yang dilakukan melalui plot kurva diperoleh kondisi MMP pada tekanan operasi 3000 psig.

UcapanTerimakasih

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terimakasih kepada *Chief EOR Technology Upstream Technology Center* PT. Pertamina (Persero) atas ijin dan perkenannya untuk menuangkan salah satu hasil studi pada Seminar Nasional Teknik Kimia “Kejuangan” 2015 UPN “Veteran” Yogyakarta.

Pustaka

- Bui, L. H., Tsau, J. S., and Willhite, G. P., 2010, *Laboratory Investigations of CO₂ Near-miscible Application in Arbuckle Reservoir*, SPE 129710, University of Kansas.
- Erwinsyah Putra, 2012, *Materiworkshop CO₂ EOR Upstream Technology Center* Pertamina, di Lombok
- Holtz, M. H., López, V.N., and Breton, C.L., 2005, *Moving Permian Basin Technology to the Gulf Coast: the Geologic Distribution of CO₂ EOR Potential in Gulf Coast Reservoirs*, *West Texas Geological Society Fall Symposium*, University of Texas at Austin, Austin Texas
- Mungan, N., 1981, *Carbon dioxide flooding fundamentals: Journal of Canadian Petroleum Technology*, January–March, p. 87.
- Yuan, H., John, R.T., and Egwuenu, A.M., 2005, *Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using Analytical Gasflooding Theory*, SPE 89359.



Lembar Tanya Jawab

Moderator : Sri Suhenry (Teknik Kimia UPN "Veteran" Yogyakarta)

Notulen : Wibiana W. N. (Teknik Kimia UPN "Veteran" Yogyakarta)

1. Penanya : Edy Nursanto (Teknik Pertambangan UPN "Veteran" Yogyakarta)
Pertanyaan : Bagaimana cara membuat tekanan hingga 3000 psig
Jawaban : Menggunakan pompa. Pompa mampu menekan hingga tekanan mencapai 15.000 psig.
2. Penanya : Indra Berliana (Teknik Kimia UPN "Veteran" Yogyakarta)
Pertanyaan : Pada percobaan dilakukan pada tekanan 3200 psig, dari mana?
Jawaban : Diperoleh dari korelasi